

УДК 553.98

РОЛЬ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ОЦЕНКЕ НАСЫЩЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Б.В. Белозеров

Томский политехнический университет
E-mail: belozerovbv@hw.tpu.ru

Описан алгоритм анализа данных петрофизических исследований сложнопостроенных залежей с точки зрения структуры порового пространства. Рассмотрено распределение флюидов в пласте с точки зрения фильтрационно-емкостных неоднородностей пласта, а также капиллярно-гравитационного состояния залежи.

Ключевые слова:

Нефть, петрофизика, капиллярные силы, гидравлические единицы потока, фильтрационно-ёмкостные свойства, радиус поровых каналов.

Key words:

Oil, petrophysics, capillary forces, hydraulic flow units, porosity-permeability properties, pore radii.

Большое количество месторождений представляют собой очень сложные залежи, имеющие низкие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

Во многих залежах углеводородов распределение флюидов внутри пласта жестко контролируется петрофизическими свойствами породы-коллектора. Эти факты позволяют сделать вывод о необходимости постановки целенаправленных петрофизических исследований и разработки специальных алгоритмов обработки петрофизических данных для более объективной оценки перспектив нефтеносности поисковых объектов и определения профилей насыщенности залежей.

С целью достоверной оценки возможного нефтегазоносного потенциала поисковых объектов, полученные результаты испытания необходимо рассматривать с позиции капиллярно-гравитационной модели формирования залежей углеводородов, в рамках которой заполнение ловушки углеводородами обусловлено с одной стороны энергетикой нефтяного столба, а с другой — противодействием капиллярных сил порового пространства.

В качестве конкретного примера сложнопостроенных коллекторов, значительно дифференцированных по фильтрационно-емкостным характеристикам, можно рассмотреть результаты проведенных петрофизических исследований на одном из газоконденсатно-нефтяном месторождении верхней юры юго-восточной части Западной Сибири.

В результате опробования скважин, а также интерпретации геофизических исследований скважин, было выявлено, что газонефтяной контакт залежи не является постоянным по площади, а варьируется на разных участках месторождения. В ходе анализа сейсмических данных установлено, что значимых разрывных нарушений, которые могли бы регулировать положения газонефтяных контактов по площади, в пределах изучаемой залежи не наблюдается.

В результате нетрадиционного анализа петрофизических данных были предложены авторские

методики определения петрофизических свойств и описано распределение флюида в пласте с точки зрения структуры порового пространства и капиллярно-гравитационного состояния залежи.

Прежде всего, необходимо отметить, что петрофизические исследования на месторождении состояли из стандартного набора определения пористости, проницаемости, гранулометрического анализа и капилляриметрии.

Основной проблемой явилось неоднородное распределение флюидов — конденсата и нефти относительно газонефтяного контакта. Ввиду отсутствия значимых разрывных нарушений, распределения флюидов в пласте было описано с точки зрения петрофизической неоднородности пласта и структуры порового пространства. Для анализа петрофизических свойств коллектора был использован подход петрофизической кластеризации всего пласта в отдельные кластеры (классы).

С целью кластеризации была выбрана методика петрофизической классификации пород по структуре порового пространства с использованием гидравлических единиц потока.

Вышеупомянутый вид петрофизической классификации заключался в определении гидравлических единиц потока (HU) для всего набора данных пористость-проницаемость. Рассматриваемый подход основан на уравнении Козени—Кармана, которое может быть представлено в следующем виде [1]:

$$\lg k = \lg a + \lg \left[\frac{\phi^3}{(1-\phi^2)} \right] + 2 \lg FZI,$$

где $a=1014$, k — проницаемость, мД, ϕ — пористость (доля от объема породы). Параметр FZI (индикатор гидравлической единицы) в мкм является уникальным для каждой гидравлической единицы и может быть использован для классификации петрофизических классов коллектора.

Для классификации параметра FZI , рассчитанного с использованием данных пористости и проницаемости, определенных на образцах керна, был использован стандартный подход кластерного ана-

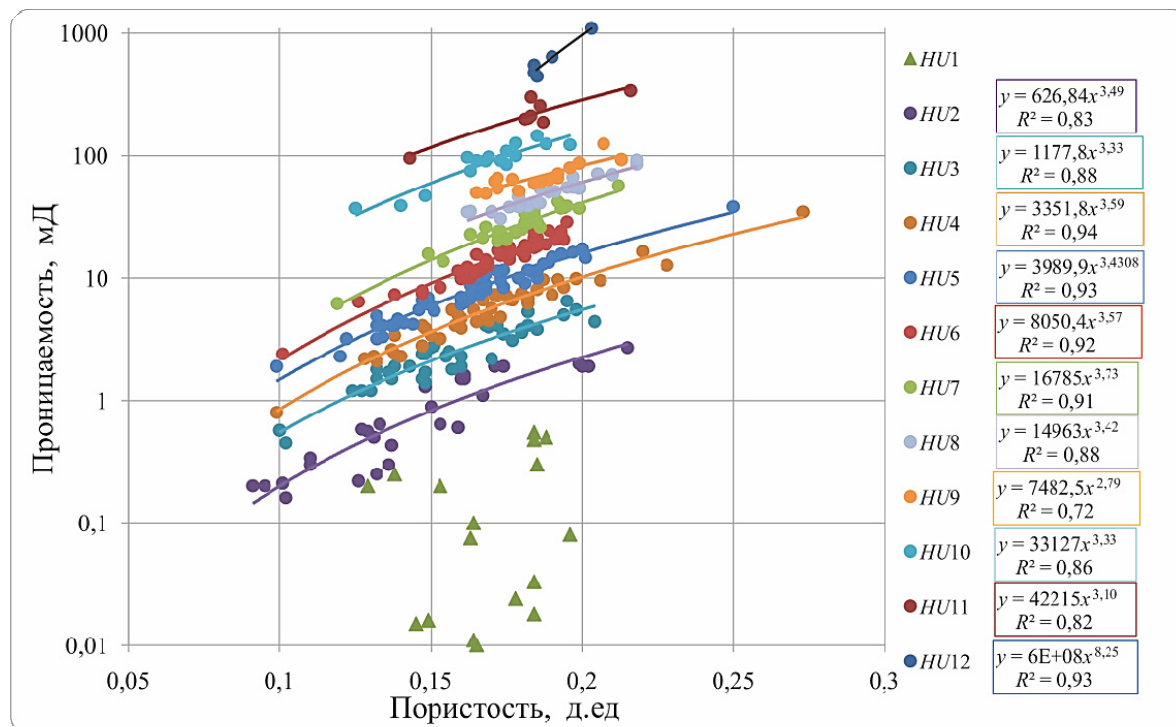


Рис. 1. Взаимоотношение пористости и проницаемости в зависимости от петрофизического класса (HU)

лиза К-среднего. Таким образом, было выявлено, что для описания фильтрационно-емкостных свойств пласта с достаточной точностью необходимо выделить 12 петрофизических классов, основанных на выделении гидравлических единиц потока. На рис. 1 изображено соотношение пористости и проницаемости для каждого петрофизического класса – гидравлической единицы потока.

Таблица 1. Статистические данные FZI для каждого петрофизического класса

HU	Число образцов	FZI			
		Ср. знач.	Ст. откл.	Мин.	Макс.
1	17	0,1057	2,0595	0,0391	0,2640
2	29	0,4134	1,1988	0,2842	0,5374
3	38	0,6655	1,1048	0,5516	0,7683
4	47	0,8832	1,0785	0,7819	0,9980
5	60	1,1201	1,0683	1,0072	1,2582
6	44	1,3985	1,0646	1,2690	1,5839
7	32	1,7715	1,0628	1,6062	1,9546
8	23	2,1893	1,0526	1,9965	2,3775
9	16	2,6327	1,0718	2,4232	2,9540
10	17	3,5360	1,0748	3,2197	3,9730
11	8	4,8177	1,0860	4,3267	5,6870
12	5	7,6250	1,1163	6,7760	9,0429

В дальнейшем выделенные зависимости пористость – проницаемость для каждого петрофизического класса были использованы для моделирования проницаемости в зависимости от пористости и параметра индикатора гидравлической единицы потока в геологическом моделировании.

С этой целью для каждого петрофизического класса была составлена таблица, состоящая из средних значений параметра FZI, минимального и максимального значения, а также дополнительных статистических данных.

Расчёт параметра FZI для дальнейшего определения проницаемости с использованием зависимости, представленной на рис. 1, проводился на основе построения нейронной сети, включающей в себя основные методы, применяемые в скважинной геофизике. Методы, которые сильно зависят от параметров и условий измерения, были нормированы на эталонную скважину. В табл. 2 представлена корреляционная матрица, используемая для нейронной сети.

Таблица 2. Корреляционная матрица параметра FZI

	GZ3	Igr	Kп	FZI
GZ3	1	0,0090	0,2094	0,6142
Igr	0,0090	1	0,0709	0,2850
Kп	0,2094	0,0709	1	0,2918
Итого	0,2108	0,0750	0,2217	0,7005

GZ3 – электрическое сопротивление третьего зонда приборов бокового каротажного зондирования, Igr – двойной разностный параметр гамма-каротажа, Kп – нейтронная пористость породы.

Петрофизические свойства каждого HU были тщательно изучены для того, чтобы описать петрофизическую модель с достаточной точностью. Особое внимание уделено структуре порового пространства и распределению радиусов поровых каналов для каждого петрофизического класса.

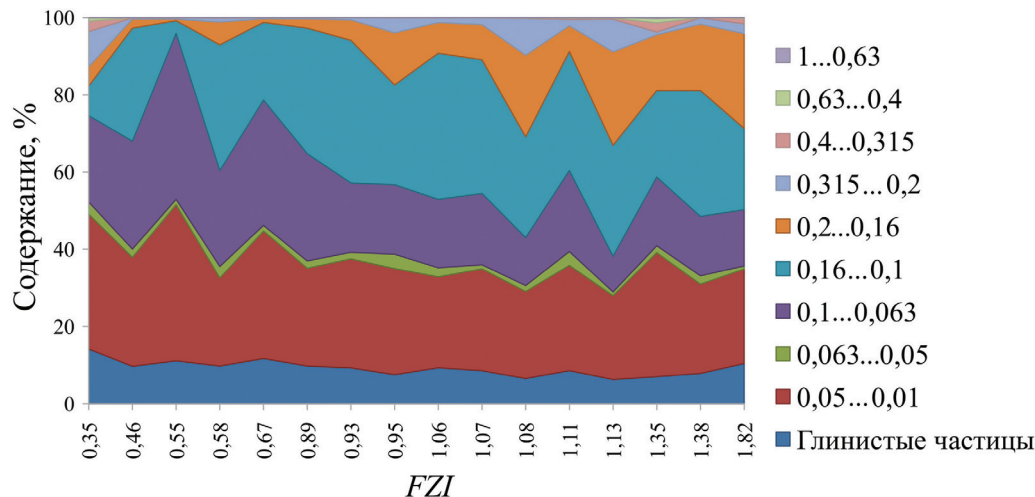


Рис. 2. Распределение зерен разного размера в зависимости от значения FZI

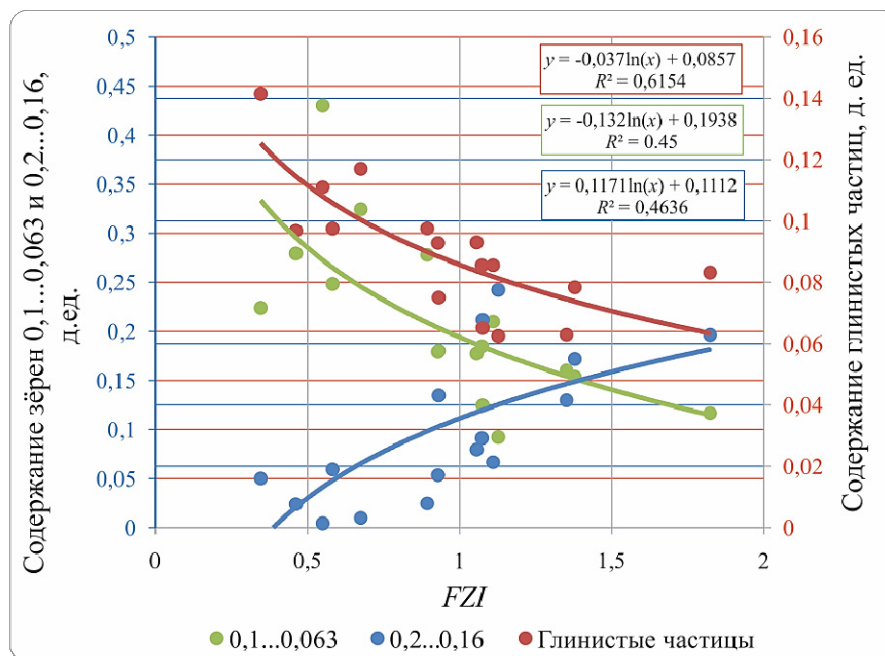


Рис. 3. Зависимость содержания трёх основных классов размеров зёрен от параметра FZI

Ряд гранулометрических определений был выполнен для изучения характеристик зернистости и распределения зёрен разного размера внутри изучаемого пласта. Для более адекватного отображения зависимости соотношения гранулометрического состава от параметра FZI был построен график распределения частиц разного размера в зависимости от параметра FZI . Как видно из рис. 2, распределение зёрен в зависимости от параметра FZI особо не изменяется. Таким образом, распределение зерен породы внутри каждого петрофизического класса играет второстепенную роль в контроле петрофизических свойств породы. Можно сделать вывод о том, что наиболее значимыми свойствами изучаемого пласта являются сортировка и упаковка зёрен внутри породы. Однако существует

три класса размерности зёрен, влияющие на параметр FZI , особенно наличие глинистых частиц в породе (рис. 3). Рис. 3 свидетельствует о том, что присутствие в породе глинистых и алевролитовых разностей (0,1...0,063 мкм) оказывает негативное влияние на фильтрационные характеристики пласта, а наличие частиц размером 0,2...0,16 мкм, наоборот, улучшает качество коллектора.

Другой петрофизической характеристикой установленных классов коллектора, влияющей на фильтрационные характеристики пласта, является распределение радиусов поровых каналов. Для того, чтобы определить распределение пор по их радиусам в образце керна, капиллярные кривые для всех изученных образцов были пересчитаны в распределения радиусов поровых каналов:

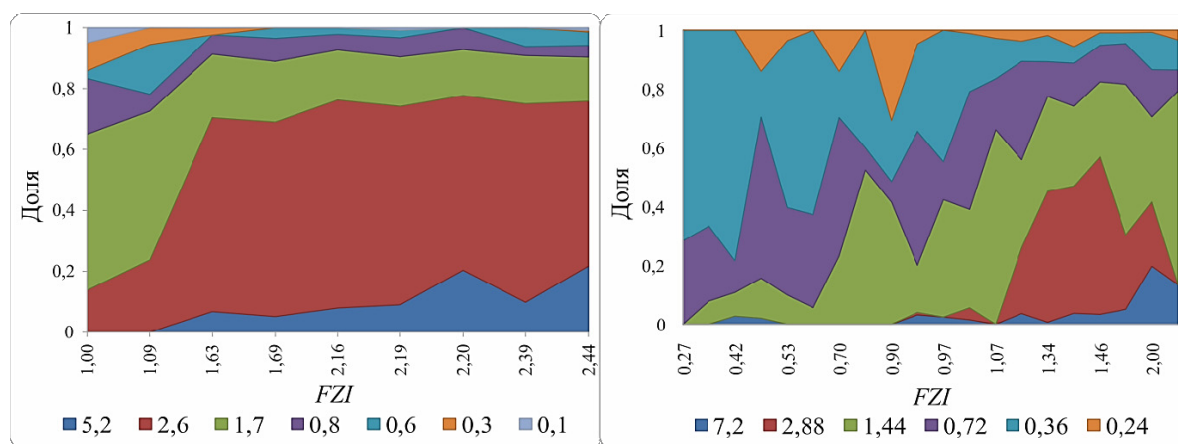


Рис. 4. Распределение радиусов поровых каналов в зависимости от параметра FZI

$$K_b = f(r_n),$$

$$r_n = \frac{P_c}{2\sigma \cos \Theta}, \quad (*)$$

где r_n – радиус поровых каналов; σ – межфазное натяжение; $\cos \Theta$ – контактный угол; P_c – капиллярное давление; K_b – водонасыщенность образца.

Построение графика производной dK_b/dr_n против r_n позволяет определить наиболее часто встречающийся радиус порового канала внутри изучаемого образца. Производная имеет следующий вид [2]:

$$\frac{dK_b}{dr_n} = \frac{P_c}{2\sigma \cos \Theta} \frac{dK_b}{dP_c}.$$

На рис. 4 изображены распределения поровых каналов разных радиусов в образцах керна в зависимости от параметра FZI .

Наблюдается значительная тенденция увеличения радиусов пор при увеличении параметра FZI (рис. 5).

Как уже говорилось ранее, основной проблемой для рассматриваемого месторождения явилось неоднородное насыщение флюидами (конденсат, нефть) в пределах уровня газо-нефтяного контакта (ГНК). При анализе результатов испытаний скважин было выявлено, что в некоторых скважинах ниже уровня ГНК получали газ. Для определения интервалов, где газ находится ниже установленного ГНК, за-

висимость среднего радиуса пор от петрофизического класса коллектора (рис. 5) была использована в дальнейшем при моделировании насыщения флюидами изучаемого пласта. Таким образом, для объяснения эффекта присутствия газа в нефтяной оторочке ниже принятого ГНК использовался метод расчета зеркала свободной воды (ЗСВ) и анализ распределения радиусов поровых каналов в объеме рассматриваемого верхнеюрского коллектора.

Прежде всего, было определено ЗСВ в тех скважинах, где в результате испытаний был получен приток нефти с водой. Определение зеркала свободной воды было проведено по стандартной методике сравнения водонасыщенности, определённой по геофизическим методам, и с использованием капиллярных кривых (функция Леверетта). В первую очередь была рассчитана водонасыщенность по ГИС с применением уравнения Арчи. Затем рассчитывалась водонасыщенность при помощи капиллярных кривых, полученных в ходе анализа керновых данных. Все капиллярные кривые были нормированы на остаточную водонасыщенность:

$$K_{b_норм} = \frac{K_b - K_{всв}}{1 - K_{всв}},$$

где K_b – значение водонасыщенности образца, $K_{всв}$ – значение связанной водонасыщенности.

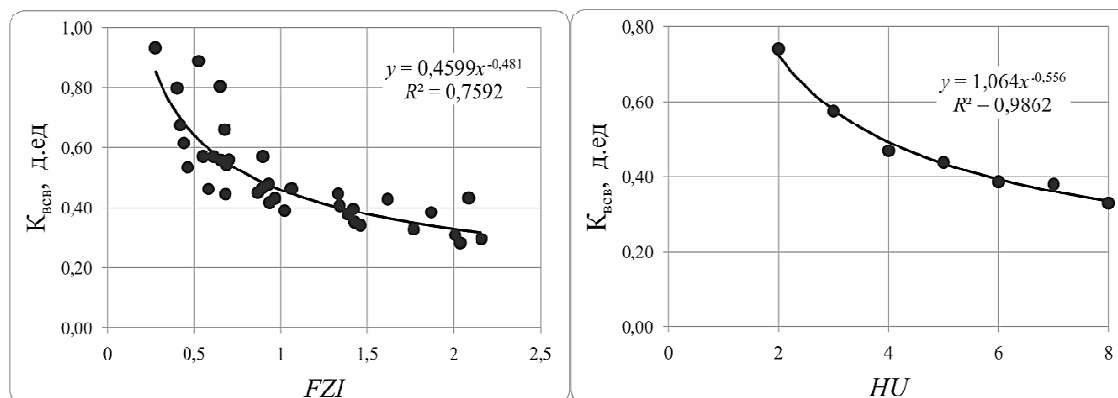


Рис. 5. Зависимость среднего радиуса пор от параметра FZI и петрофизических классов (HU)

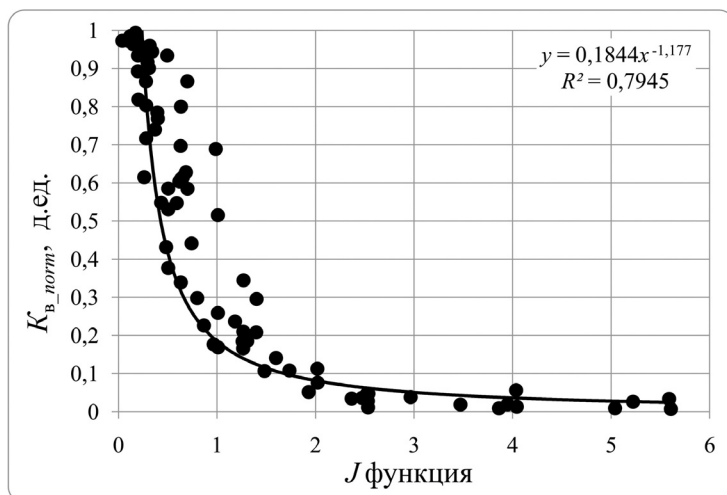


Рис. 6. Зависимость J функции от нормализованной водонасыщенности образцов

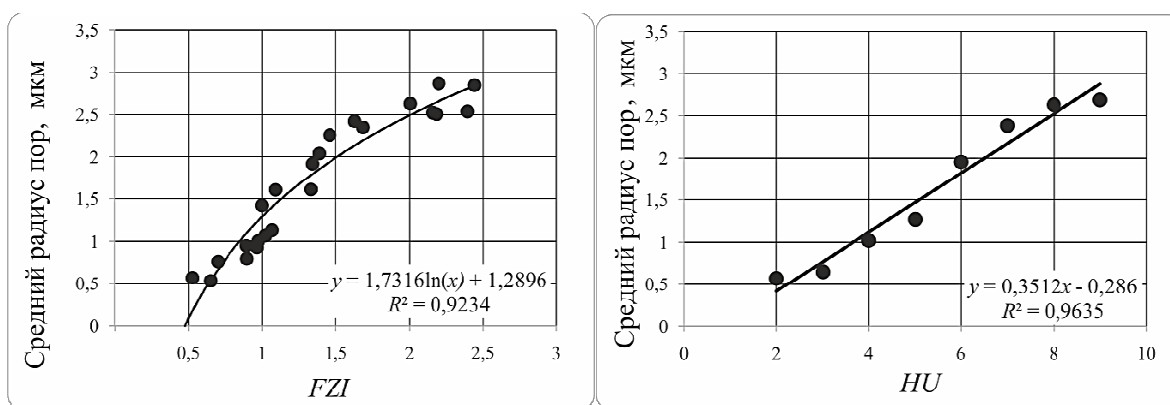


Рис. 7. Зависимость связанной водонасыщенности от петрофизического класса коллектора и параметра FZI

Затем, все данные капилляриметрических исследований были пересчитаны в функцию Леверетта [3]:

$$J = P_c \sqrt{\frac{k}{\phi}},$$

где P_c – капиллярное давление.

Зависимость J функции от нормализованной водонасыщенности (рис. 6) использовался в дальнейшем для определения ЗСВ и является комбинированной функцией водонасыщенности, зависящей от петрофизических свойств пласта.

Как уже отмечалось ранее, ЗСВ определялся по тем скважинам, где в ходе испытаний получали притоки нефти с водой (зона переходного насыщения). Таким образом, сравнивая значения водонасыщенности, полученной по данным ГИС, со значениями, полученными путём расчёта при помощи J функции, определялось такое значение ЗСВ, при котором данные водонасыщенности в точности повторяли друг друга. Для определения нормального значения водонасыщенности из нормализованных данных была построена зависимость значения связанной водонасыщенности от петрофизического класса коллектора, рис. 7.

В итоге был разработан алгоритм подбора ЗСВ для изучаемого пласта с использованием вышеприведённых методик (рис. 8).

Лучшая сходимость водонасыщенности, определённой по ГИС и по J функции, наблюдается при уровне ЗСВ –2355 м. В результате значения зеркала свободной воды было принято равным –2355 м. Газонефтяной контакт определён на отметке –2320 м.

Проблема присутствия газа в нефтяной оторочке была решена при помощи описания насыщенности пласта с позиции распределения радиусов поровых каналов. Таким образом, подход, описывающий распределение радиусов пор внутри пласта, базируется на взаимоотношении между критическим капиллярным давлением (входным капиллярным давлением), свойственным определённому петрофизическому классу, и капиллярным давлением нефти, которого достаточно для того, чтобы вытеснить воду (или газ) из пласта. Критическое капиллярное давление рассчитывается по ур. (*), где параметр r_n необходимо заменить средним радиусом пор, определенным из рис. 5.

Таким образом, были рассчитаны капиллярные давления для нефти и газа для ЗСВ, равного –2355 м. В тех интервалах пласта, где капиллярное



Рис. 8. Алгоритм расчёта водонасыщенности с использованием функции Леверетта (J функции)

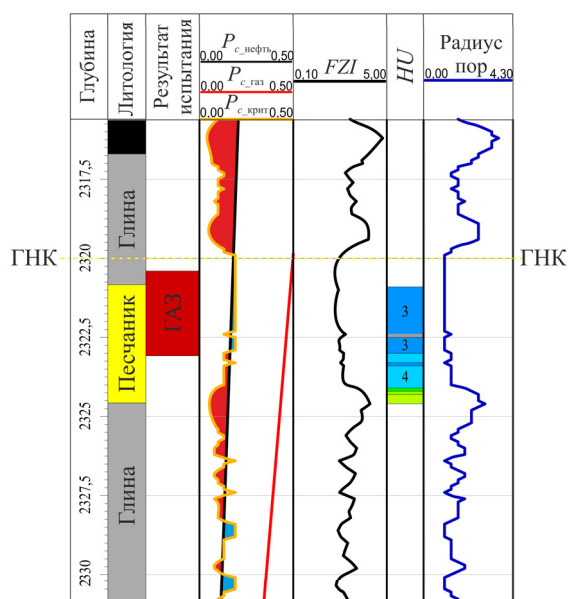


Рис. 9. Определение профиля насыщенности

давление для нефти выше критического значения, пласт насыщен нефтью до ГНК. В случае, если капиллярное давление нефти ниже, чем критическое, пласт насыщен газом либо водой. Насыщенность в данной части резервуара зависит от соотношения капиллярного давления газа и критическим капиллярным давлением. На рис. 9 изображен пример интерпретации феномена наличия газа в нефтяной оторочке с применением капиллярно-гравитационного соотношения флюидов. В дополнение на рис. 10 изображен разрез флюидонасыщенности через геологическую модель в пределах скважины 23.

Выводы

При помощи продвинутого подхода к выделению петрофизических классов описано распространение флюидов внутри сложнопостроенной залежи с существующей проблемой присутствия газа в нефтяной оторочке месторождения. Данный подход, основанный на описании неоднородности пласта с точки зрения структуры порового пространства, более четко отражает капиллярные силы

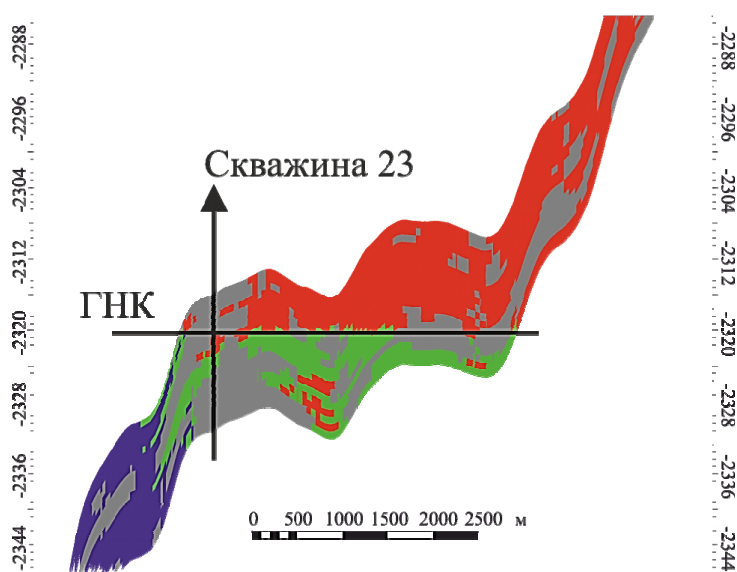


Рис. 10. Вертикальный разрез геологической модели месторождения и характер насыщения залежи (красное – газ, зелёное – нефть, синее – вода)

внутри пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. Изучение характеристики порового пространства с использованием капилляриметрических исследований ядра позволяет детально описать распределение флюидов в пласте с точки зрения капиллярно-гравитационных сил.

Методика описания пласта с использованием средних радиусов пор, характерных для определенных петрофизических классов, позволяет выявить зоны капиллярно-удержанных флюидов, связанные с неоднородностью распределения фильтрационно-емкостных изучаемых формаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kazeem A.L., Mike O.O. A robust Approach to flow unit zonation // SPE paper 98830, presented at the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja. – August 1–3. – 2005. – Nigeria, Abuja, 2005. – 15 p.
2. Basoi R.E., Shahin N., Dawood S.E. Reservoir rock typing from crest to flank is there a link // SPE paper 117728, presented at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – November 3–6. – 2008. – UAE, Abu Dhabi, 2005. – 22 p.
3. Niab D., Dinaldson E.C. Petrophysics. – Oxford: Elsevier, 2004. – 926 p.
4. Белозёров Б.В. Изучение возможностей геофизических методов в связи с геологическим моделированием месторождений углеводородов // Записки Горного Института. – 2008. – Т. 174. – С. 17–19.

Поступила 20.04.2010 г.

УДК 553:551.862(571.16)

СИСТЕМАТИКА И ИЕРАРХИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ КАК ОСНОВА ПАЛЕОСЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

О.С. Чернова

Томский политехнический университет
E-mail: chernovaos@hw.tpu.ru

Рассмотрена проблема идентификации и ранжирования обстановок седиментации, фациальных ассоциаций и их составных частей – литогенетических типов пород. В качестве основы палеоседиментологического моделирования предложена разработанная автором систематика терригенных природных резервуаров, впервые увязывающая разномасштабные седиментологические объекты в единую иерархическую систему. Уровни ранжирования иерархии составлены в результате обобщения мировых знаний и опыта в осадочной геологии, седиментологического изучения и систематизации, данных ядра глубоких скважин, характеризующего отложения юрской субугленосной формации краевой юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна седиментации.

Ключевые слова:

Иерархия, классификация, седиментологические единицы, фации, обстановки седиментации, литогенетические типы.

Key words:

Hierarchy, classification, sedimentological unit, facies, sedimentary environments, lithogenetic types.

В настоящее время в России и за рубежом заметно активизировались работы в области седиментологии природных резервуаров. В современную практику изучения нефтегазоносных осадочных толщ давно и прочно внедрены исследования генетической и историко-геологической направленности, позволяющие определять условия седиментации и закономерности распространения осадочных комплексов, способных генерировать и удерживать углеводороды. Поэтому важнейшей задачей осадочной нефтегазовой геологии в ее прикладном значении является изучение процесса седиментогенеза во времени и пространстве в целях успешного прогнозирования размеров и форм природных резервуаров нефти и газа, что особенно важно при построении корректных трехмерных геологических моделей.

Основой для палеоседиментологического моделирования служат представления о том, что морфология и фильтрационно-емкостные параметры

природных резервуаров в значительной степени предопределены физико-географическими обстановками древних сред седиментации, тесно связанными с тектоническим планом территории в ту или иную геологическую эпоху, а также направленностью и интенсивностью вторичных преобразований пород.

Проблема идентификации и ранжирования обстановок осадконакопления и слагающих их фациальных комплексов на протяжении многих лет рассматривалась в многочисленных опубликованных работах многих авторов и целых авторских коллективов. Проведенными исследованиями установлен ряд условий, значительно влияющих на формирование и размещение залежей углеводородов в осадочном пространстве. Большинство авторов наиболее важная роль отведена геоморфологическому, литолого-стратиграфическому и палеогеографическому факторам, определяющим все ба-